DOI： **文章编号：** **中图分类号：** **文献标识码：**

低短路比场景下新能源场站构网型与跟网型变流器容量配比估算

王宇轩[1]，辛焕海[1*]，刘晨曦[1]

(1．浙江大学电气工程学院，浙江省 杭州市 310027)

Estimation of capacity ratios between grid-forming and grid-following converters in renewable energy stations under low short circuit ratio scenario

WANG Yuxuan[1], XIN Huanhai[1*], LIU Chenxi[1]

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, Zhejiang Province, China)

ABSTRACT: The large-scale integration of renewable energy into the power grid leads to the decrease of voltage support strength and short circuit ratio (SCR), which results in stability issues such as sub/super synchronous oscillation dominated by phase-locked loops (PLLs) and static voltage stability problems. Grid-forming (GFM) converters have sufficient voltage support capacity, so consider to equip each renewable energy station in a multi-station system with a certain amount of GFM converters to improve the voltage support strength and stability margin. However, the analytical relationship between the capacity of GFM converters and the stability margin is unclear, which is inconvenient to guide the capacity configuration of GFM converters in practical engineering. Therefore, from the perspective of small signal stability induced by power grid voltage strength, this paper discusses the estimation method and typical values of the capacity ratio between GFM converters and grid-following converters. First, based on the voltage-source equivalent analysis of GFM converters, the influence of the capacity ratio on the small signal stability of the system is analyzed through the generalized short circuit ratio (gSCR) index. On this basis, the typical values of the capacity ratios in practical engineering is discussed considering changing wind turbines into GFM control and installing GFM energy storage systems, so as to ensure that the small signal stability margin can meet certain engineering needs. The validity of the conclusion is verified by simulation results of the multi-wind-farm system.

KEY WORDS: Grid-forming converter, small signal stability, capacity ratios, typical values

摘要：新能源的大量接入使得电网的电压支撑强度下降，短路比降低，导致锁相环主导的次/超同步振荡和静态电压稳定等稳定问题凸显。构网型变流器具有较强的电压支撑能力，考虑在多场站系统中所有的新能源场站配备一定容量的构网型变流器等支撑设备，以提升系统的电压支撑能力，从而增强系统的稳定性。然而，构网型变流器容量与稳定裕度的解析关系不明，无法指导工程中构网型变流器的容量配置。为此，本文从电网电压支撑强度诱导的小扰动视角，探讨了构网型与跟网型变流器容量配比的估算方法及其典型值。首先，对构网型变流器进行电压源等值，并在此基础上通过广义短路比指标分析了容量配比对系统小干扰稳定性的影响规律；其次，针对改造构网型风电机组和加装构网型变流器这两种方案，讨论了实际工程中容量配比的典型值，以保证系统的小干扰稳定裕度满足工程需求；最后，利用多风电场系统案例仿真验证了本文结论的有效性。

关键词：构网型变流器；小干扰稳定性；容量配比；典型值

0 引言

新能源通过变流器大规模接入已成为新型电力系统典型形态[1]-[3]。目前大多数变流器为基于锁相环 (phase-locked loop, PLL) 的跟网型 (grid-following, GFL)矢量控制[4]，在短路比（short circuit ratio, SCR）较高的强电网中表现出良好的控制性能，而对低短路比弱电网的适应能力较差，易引发锁相环主导的次/超同步振荡等小干扰同步稳定问题[5]-[9]（如不特别说明，本文所研究的小干扰稳定指锁相环诱导的小干扰同步稳定，且静态电压稳定作为一个特例存在[10]）。

与跟网型变流器不同，构网型(grid-forming, GFM)变流器通过模拟同步发电机，利用摇摆方程建立频率与功率的反馈，实现并网同步[11]-[13]。构网型变流器的直流能量来源于能提供相对平稳功率供给的电池、电容或飞轮等[14]（至少在给定频带范

围内的直流电压波动不会过大），故可以在交流电网发生波动时近似表现为电压源特性（跟网型变流器表现为电流源特性），为电网提供电压支撑。因此，构网型变流器技术受到了学界和工业界的广泛关注，例如，近年来出现了构网型储能、构网型 SVG 和构网型风电等新概念。文献[15]从广义短路比(generalized short circuit ratio, gSCR)角度论证了在大规模跟网型变流器接入的电网中配置构网型变流器可提升小扰动电网强度，从而提升系统的小干扰稳定性；文献[16]分析了如何优化构网型变流器的落点以及容量分配，以确保系统在满足小干扰稳定性约束下所需配置的构网型设备容量最小。欧盟 MIGRATE 项目基于爱尔兰电力系统说明了 100%电力电子系统至少需要 30%的构网型变流器才能保证系统稳定需求[17]。然而，上述研究均未能给出具有普适性的构网型变流器容量配置方案，导致实际工程应用时需对海量新能源进行选址定容计算，实施较为困难。

为此，本文以大规模风电场站接入问题为例，考虑在多场站系统中的风电场均配备一定容量的构网型变流器，并分别针对风机改造为构网型风电机组和加装构网型变流器两种方案，利用基于广义短路比的系统强度分析方法研究构网型变流器占风电场机组总额定容量比例(后文简称“容量配比”)的实用化估算方法以及配比典型值，使得风电场按照典型容量配比配置构网型变流器后整个系统的小干扰稳定裕度满足需求以及相关规范标准。最后，基于 MATLAB/ Simulink 平台的仿真验证了本文结论的有效性。

1 问题描述

考虑图 1 中的多风电场站接入系统，包含 n 个风电场，m 个交流电网无源节点和 k 个无穷大母线(代表部分大容量同步发电机或者外部电网)。其中，每个风电场等效为一个跟网型变流器通过升压变压器接入汇流母线。

为了保证风电场能够向系统馈入额定功率，静态电压稳定是必要条件[17]，故本文研究的前提是电网电压支撑强度足以保证系统存在合理范围内的潮流解。然而，即使满足该前提，由于跟网型变流器的锁相控制，仍有可能发生锁相环主导的次/超同步振荡等小干扰稳定问题。为此，考虑在系统中所有的风电场均配备一定容量的构网型变流器（通过升压变压器接入汇流母线）以提供电压支撑能力，从而提升小干扰稳定裕度。计入构网型变流器后，多风电场站系统如图 1 所示。

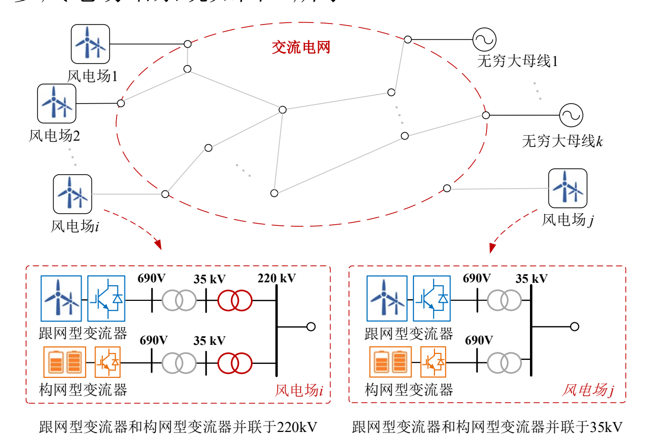


图 1 多风电场馈入系统

Fig.1 A power grid integrated with multiple wind farms

对于单风机馈入系统，恒功率控制模式的机组在额定运行点处 SCR≥1.0 对应静态电压稳定[19]，也保证了潮流解尚未达到 PV 曲线的鼻点。类似地，根据目前变流器控制水平统计结果，单台风电机组的临界短路比（critical SCR，CSCR，即所需的电网最小短路比，描述设备对电网强度的耐受能力）可以低至 1.5 左右[20]，即 CSCR≤1.5。因此，在单馈入系统中，如果电网强度指标 SCR≥1.5，那么该系统在锁相环带宽以下的小干扰稳定性能满足要求；如果 SCR≥2.0，那么还具有较好的裕度。

上述判据都是针对单馈入系统的结论，即当描述电网支撑能力的短路比大于设备所需要的最小短路比时，系统可以较好地运行。针对多机/场站系统，关于短路比的判据只需替换为广义短路比即可，上述关于电网强度和设备耐受能力的结论仍然成立，即：1）如果恒功率模式的风电场系统在额定运行点，gSCR≥1.0 对应系统静态电压稳定，其潮流解尚未达到 PV 曲线的鼻点；2）多机/场站的风电系统运行在额定点附近时，gSCR≥1.5≥CSCR 时系统可满足小干扰稳定要求，gSCR≥2.0 时系统具有较好的裕度。上述从单馈入系统的结论可直接推广到多馈入系统，其理论基础在于多馈入系统广义短路比的临界值刚好等于机组临界短路比，具体的物理意义以及与其他短路比指标的区别可参考文献[21]，限于篇幅，此处直接引用该结论。

在此背景下，本文研究的对象为：在多风电场馈入系统存在合理的潮流解、且风电机组的临界短路比也合理的前提下，应该配置多少构网型变流器，从而保证这样一个多馈入系统具有合理的小扰动

稳定裕度。换句话说，在如下两个边界条件下（边界条件可改，后文估算方法仍然适用），各场站内构网型变流器容量配比的典型值为多少，可以将广义短路比提升至合理水平：

假设 1：在额定运行点处电网的广义短路比满足 gSCR≥1.0（如果该条件不满足，则网架不合理，此时增加构网装备也难以解决问题）；

假设 2：额定点运行的风电机组临界短路比满足 CSCR≤1.5（如果该条件不成立，则认为机组不符合规定）。

上述问题分解为两个子问题：1）构网型和跟网型变流器的容量配比与广义短路比的解析关系是什么？2）为保证广义短路比达到目标值，在不同电压等级、不同配置方案下的构网型变流器容量配比的典型值为多少？

2 容量配比估算原理和方法

2.1 构网型变流器等效电路模型

不失一般性，考虑构网型变流器采用模拟转子运动方程和电压源外特性的虚拟同步机(virtual synchronous machine, VSM)控制技术，其控制框图如附录图 A1 所示，控制环节包括电压控制、电流控制和同步环节等。

首先利用频域方法分析构网型变流器的电压源特性。在平衡点处线性化，构网型变流器的阻抗模型表示为[15]：

$$\begin{bmatrix}\Delta V_x\\ \Delta V_y\end{bmatrix}=-\underbrace{\begin{bmatrix}Z_0(s) & 0\\ Z_{\text{swing}}(s) & Z_0(s)\end{bmatrix}}_{Z_{\text{GFM}}(s)}\begin{bmatrix}\Delta I_x\\ \Delta I_y\end{bmatrix}\tag{1}$$

式中：

$$Z_0(s)=\frac{1-k_{\text{F}}G_{\text{I}}(s)}{Y_{\text{VF}}(s)+G_{\text{I}}(s)\text{PI}_{\text{VC}}(s)+sC_{\text{F}}}$$

$$Z_{\text{swing}}(s)=\frac{V_{\text{d0}}^2-Z_0^2(s)I_{\text{Cd0}}^2}{Js^2+Ds}$$

$$G_{\text{I}}(s)=\frac{PI_{\text{CC}}(s)}{sL_{\text{F}}+PI_{\text{CC}}(s)},Y_{\text{VF}}(s)=\frac{1-f_{\text{VF}}(s)}{sL_{\text{F}}+PI_{\text{CC}}(s)}$$

其中，$\text{PI}_{\text{CC}}(s)=K_{\text{pi}}+K_{\text{ii}}/s$，$K_{\text{pi}}$、$K_{\text{ii}}$ 为电流内环传递函数的比例、积分常数；$\text{PI}_{\text{VC}}(s)=K_{\text{pv}}+K_{\text{iv}}/s$，$K_{\text{pv}}$、$K_{\text{iv}}$ 为电压外环传递函数的比例、积分常数；$f_{\text{VF}}(s)=1/(T_{\text{VF}}s+1)$，$T_{\text{VF}}$ 为电压前馈滤波时间常数；k_{F} 为电流前馈系数，J、D 分别为惯量和阻尼系数，L_{F}、C_{F} 分别为滤波电感和滤波电容，I_{Cd0}、V_{d0} 分别为 d 轴电流和电压的稳态值；$I_{xy}=[I_x,I_y]^{\text{T}}$ 和 $V_{xy}=[V_x,V_y]^{\text{T}}$ 分别为变流器输出电流和端电压的 x-y 轴分量；Δ 表示变量的微增量，s 表示拉普拉斯算子。

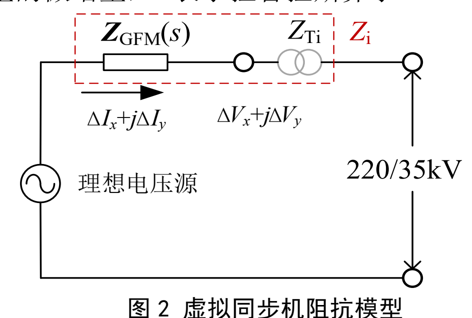


图 2 虚拟同步机阻抗模型

Fig.2 The Impedance Model of VSM

由式(1)可知，构网型变流器可等效为一个理想电压源串联动态阻抗 $\boldsymbol{Z}_{\text{GFM}}(s)$，如图 2 所示。其中，$\boldsymbol{Z}_{\text{GFM}}(s)$的对角元素 $Z_0(s)$描述了电压控制的等效阻抗，在理想情况下，电压控制带宽无穷大，$Z_0(s)\to 0$；$\boldsymbol{Z}_{\text{GFM}}(s)$的非对角元素 $Z_{\text{swing}}(s)$主要受摇摆方程的惯量和阻尼系数影响，通过控制设计可以保证惯量和阻尼系数较大，使得在锁相环主导的小干扰同步稳定问题中，$Z_{\text{swing}}(s)$相较于变压器阻抗可近似忽略，如附录图 A2 所示。因此，在理想参数下，对于构网型变流器端口任意方向的电流扰动，$[\Delta V_x,\Delta V_y]^{\text{T}}$ 都较小，构网型变流器为理想电压源。

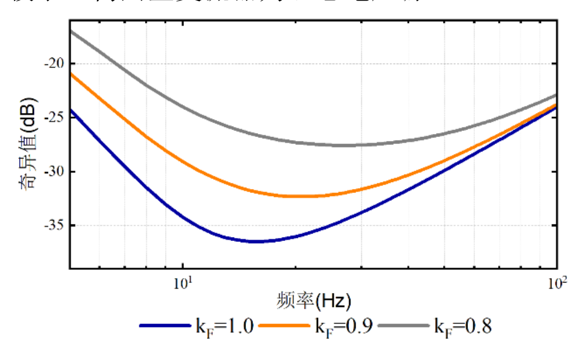


图 3 虚拟同步机阻抗矩阵最大奇异值

Fig.3 The largest Singular Values of the impedance matrix of the VSM

在实际应用中，电压控制带宽受到限制，$\boldsymbol{Z}_{\text{GFM}}(s)\neq\boldsymbol{0}$，计算 $\boldsymbol{Z}_{\text{GFM}}(s)$的最大奇异值，可用于表征构网型变流器端电压与理想电压源的差距。显然，奇异值的表达式为：

$$\forall\omega\in[\omega_1,\omega_2]:$$

$$\overline{\sigma}(\boldsymbol{Z}_{\text{GFM}}(j\omega))=\max_{\|\Delta I_{xy}(j\omega)\|_2=1}\frac{\left\|\boldsymbol{Z}_{\text{GFM}}(j\omega)\Delta\boldsymbol{I}_{xy}(j\omega)\right\|_2}{\left\|\Delta\boldsymbol{I}_{xy}(j\omega)\right\|_2}\tag{2}$$

其中，$\|\cdot\|_2$ 表示 l^2 范数，$[\omega_1,\omega_2]$为关注的频率范围。

由式(2)可知，$\boldsymbol{Z}_{\text{GFM}}(s)$的最大奇异值 $\overline{\sigma}(\boldsymbol{Z}_{\text{GFM}}(j\omega))$ 的物理意义是施加任意方向上的单位电流扰动，端口电压变化量的最大值，因此可用于量化构网型变

流器的电压源特性，若$\overline{\sigma}(\boldsymbol{Z}_{\mathrm{GFM}}(j\omega))$较大，那么在某一电流扰动方向上端口电压变化量较大，则在该方向上构网型变流器的电压源特性较差。图 3 给出了不同控制参数下$\overline{\sigma}(\boldsymbol{Z}_{\mathrm{GFM}}(j\omega))$在 5Hz-100Hz 的波形。可以看出，在 5-100Hz 频段，$\overline{\sigma}(\boldsymbol{Z}_{\mathrm{GFM}}(j\omega))$的值较小，构网型变流器的外特性接近于电压源。因此，为方便下文推导，可利用等值电感动态 $Z_{eq}(s)=sL_{eq}+j\omega_0L_{eq}$ 来逼近 $\boldsymbol{Z}_{\mathrm{GFM}}(s)$，等值电感 L_{eq} 的大小满足：$|Z_{eq}(j\omega_c)|=\overline{\sigma}(\boldsymbol{Z}_{\mathrm{GFM}}(j\omega_c))$，其中 ω_c 为系统主导模态附近的振荡频率。例如在典型锁相环主导振荡频率 10Hz 处，$\overline{\sigma}(\boldsymbol{Z}_{GFM}(j\omega))$ 分别为-34dB、-29dB 和-24dB(分别对应电流前馈系数 k_F=1.0、0.9 和 0.8)，则 L_{eq}=0.02、0.03 和 0.05pu。同时注意到，随着 k_F 降低，即电压控制的带宽降低，L_{eq} 略微上升。

综上所述，构网型变流器通过变压器接入电网可以近似为电压源串联电抗 Z_i 的支路，其中 Z_i 包括构网型变流器的等值内电抗 $Z_{eq}=\omega_0L_{eq}$ 和升压变压器的等值电抗 Z_{Ti}。值得注意的是，以上电抗计算均为标幺值，其容量基值为变流器的额定容量。

2.2 广义短路比与小干扰稳定性

考虑如图 1 所示多馈入系统。在场站 1~p 的 220kV 母线加装构网型变流器，每个风电场站内跟网型变流器和构网型变流器由 690V/35kV/220kV 两级升压变压器并联于 220kV 汇流母线。考虑在场站 p+1~q 的 35kV 母线加装构网型变流器，并将场站 q+1~n 的每个场站中的部分风电机组改造为构网型控制[22]，两种情况下每个场站内跟网型变流器和构网型变流器均通过 690V/35kV 一级升压变压器并联于 35kV 汇流母线，区别在于改造构网型风机会占用一部分风电机组容量。记 n 台跟网型变流器端口(690V)为节点 1~n，相应的 220kV 汇流母线为节点 n+1~n+p，35kV 汇流母线为节点 n+p+1~2n。

记风电场 i 中构网型变流器占风电场容量的比例为 γ_i，如下式所示：

$$\gamma_{\mathrm{i}}=\frac{\mathrm{S}_{\mathrm{Mi}}}{\mathrm{S}_{\mathrm{Bi}}} \tag{3}$$

其中，S_{Bi} 为风电场 i 的风电机组总额定容量，S_{Mi} 为构网型变流器的总额定容量(以全局容量 S_{global} 为容量基准值)。

结合上节分析，将构网型变流器支路等效为接地电抗，其等效导纳可表示为：$\Delta\boldsymbol{B}=\boldsymbol{S}_{\mathrm{B}}\cdot\mathrm{diag}[\gamma_i/Z_i]$，$\boldsymbol{S}_{\mathrm{B}}=\mathrm{diag}[S_{Bi}]$，diag[·]表示对角矩阵。则考虑其对交流网络的修正，交流网络的动态特性可表示为[23]：

$$\Delta\boldsymbol{I}_{xy}=\underbrace{\begin{bmatrix}\boldsymbol{B}_1 & \boldsymbol{B}_2\\ \boldsymbol{B}_2 & \boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B}\end{bmatrix}}_{\boldsymbol{B}_{\mathrm{all}}}\otimes\begin{bmatrix}\alpha(s) & \beta(s)\\ -\beta(s) & \alpha(s)\end{bmatrix}\Delta\boldsymbol{V}_{xy} \tag{4}$$

式中：

$$\alpha(s)=\frac{s\omega_0}{s^2+\omega_0^2},\beta(s)=\frac{\omega_0^2}{s^2+\omega_0^2}$$

其中，$\boldsymbol{I}_{xy}=[I_{x1},I_{y1},\ldots I_{x(2n)},I_{y(2n)}]^{\mathrm{T}}$，$\boldsymbol{V}_{xy}=[V_{x1},V_{y1},\ldots V_{x(2n)},V_{y(2n)}]^{\mathrm{T}}$，$I_{xi}$，$I_{yi}$ 分别为注入节点 i 的电流 x 轴和 y 轴分量，V_{xi}，V_{yi} 分别为节点 i 的电压 x 轴和 y 轴分量；$\otimes$代表克罗内克积。

为便于揭示广义短路比与小干扰稳定性之间的解析关系，假设系统中跟网型变流器具有相似的动态特性(在自身容量基准下的控制参数、滤波器参数标幺值相同)，则系统中设备侧动态模型为：

$$\Delta\boldsymbol{I}_{\mathrm{xy}}=\underbrace{\begin{bmatrix}\boldsymbol{S}_{\mathrm{L}}\otimes\boldsymbol{Y}_{\mathrm{PLL}}(s) & \boldsymbol{0}\\ \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0}\end{bmatrix}}_{\boldsymbol{Y}_{\mathrm{PED}}(s)}\Delta\boldsymbol{V}_{\mathrm{xy}} \tag{5}$$

其中，$\boldsymbol{S}_{\mathrm{L}}=\mathrm{diag}[S_{Li}]$，$S_{Li}$ 为跟网型变流器的总额定容量，当加装构网型变流器时，$S_{Li}=S_{Bi}$；当改造为构网型风机时，$S_{Li}=(1-\gamma_i)S_{Bi}$；$\boldsymbol{Y}_{\mathrm{PLL}}(s)$为跟网型变流器的导纳矩阵，具体表达式详见文献[24]。

基于多变量频率域控制理论并结合式(4)和式(5)，系统的闭环特征方程为：

$$\det\left(\begin{bmatrix}\boldsymbol{S}_{\mathrm{L}}\otimes\boldsymbol{Y}_{\mathrm{PLL}}(s) & \boldsymbol{0}\\ \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0}\end{bmatrix}+\boldsymbol{B}_{\mathrm{all}}\otimes\begin{bmatrix}\alpha(s) & \beta(s)\\ -\beta(s) & \alpha(s)\end{bmatrix}\right)=0 \tag{6}$$

根据附录 B 分析，式(6)可解耦为：

$$\prod_{i=1}^{n}\det\left(\boldsymbol{Y}_{\mathrm{PLL}}(s)+\lambda_i\begin{bmatrix}\alpha(s) & \beta(s)\\ -\beta(s) & \alpha(s)\end{bmatrix}\right)=0 \tag{7}$$

其中，λ_i 为矩阵 $\boldsymbol{S}_{\mathrm{L}}^{-1}[\boldsymbol{B}_1-\boldsymbol{B}_2(\boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B})^{-1}\boldsymbol{B}_2]$的特征值。

根据矩阵 Schur 补性质推导，λ_i 也是矩阵$[\boldsymbol{S}_{\mathrm{L}}^{-1}\boldsymbol{B}_1,\boldsymbol{S}_{\mathrm{L}}^{-1}\boldsymbol{B}_2;\boldsymbol{B}_2,\boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B}]$关于矩阵$[\boldsymbol{I}_{\mathbf{n}},\boldsymbol{0};\boldsymbol{0},\boldsymbol{0}]$的广义特征值，即满足：

$$\det\begin{bmatrix}\lambda_i\boldsymbol{I}_{\mathrm{n}}-\boldsymbol{S}_{\mathrm{L}}^{-1}\boldsymbol{B}_1 & -\boldsymbol{S}_{\mathrm{L}}^{-1}\boldsymbol{B}_2\\ -\boldsymbol{B}_2 & -\boldsymbol{B}_4-\Delta\boldsymbol{B}\end{bmatrix}=0\,。 \tag{8}$$

由式(7)可知，多馈入系统的闭环特征方程能够解耦为 n 个等效单馈入系统的特征方程之积，其中多馈入系统的小干扰稳定性取决于最小特征根 λ_1，即广义短路比[25]，所对应的最弱单馈入子系统。进一步，文献[25]指出，当且仅当广义短路比大于临界广义短路比时系统稳定，其中，临界广义短路比为机组临界短路比，取决于跟网型变流器特性；构网型变流器的接入可认为是仅改变网络结构，不影

响设备动态特性。因此，临界广义短路比保持不变，可利用广义短路比反映系统的小干扰稳定裕度。

2.3 容量配比和广义短路比的关系

为推导出广义短路比与容量配比的关系，进一步观察图 1 中的网络阻抗特性：跟网型变流器端口节点 i 通过升压变压器接入汇流母线 $i+n$，其等效电抗为 Z_{Ti}，故 $\boldsymbol{B}_1=\boldsymbol{S}_L\text{diag}[1/Z_{Ti}]=-\boldsymbol{B}_2$；$\boldsymbol{B}_4$ 由两部分组成：汇流母线到机组端口的导纳 $\boldsymbol{B}_1$ 以及汇流母线到交流网络的导纳 $\boldsymbol{B}_4'$。再记广义短路比为 λ，则根据式(8)可得 λ 满足：

$$\det\begin{bmatrix}\lambda\boldsymbol{I}_n-\boldsymbol{S}_L^{-1}\boldsymbol{B}_1 & -\boldsymbol{S}_L^{-1}\boldsymbol{B}_2\\ -\boldsymbol{B}_2 & -\boldsymbol{B}_1-\boldsymbol{B}_4'-\Delta\boldsymbol{B}\end{bmatrix}=0 \tag{9}$$

上式中，低短路比电网满足 $\lambda<1/Z_{Ti}$，故 $\det(\lambda\boldsymbol{I}_n-\boldsymbol{S}_L^{-1}\boldsymbol{B}_1)\neq0$，因此，根据矩阵 Schur 补性质可将式(9)变为：

$$\det[\boldsymbol{B}_1+\boldsymbol{B}_4'+\Delta\boldsymbol{B}+\boldsymbol{B}_2(\lambda\boldsymbol{I}_n-\boldsymbol{S}_L^{-1}\boldsymbol{B}_1)^{-1}\boldsymbol{S}_L^{-1}\boldsymbol{B}_2]=0 \tag{10}$$

进一步，将式(10)左乘 $\boldsymbol{S}_B^{-1}$ 后可等价转换为：

$$\det[\boldsymbol{S}_B^{-1}\boldsymbol{B}_4'+\boldsymbol{S}_B^{-1}\Delta\boldsymbol{B}+\boldsymbol{K}(\lambda)]=0 \tag{11}$$

式中：

$$\boldsymbol{K}(\lambda)=\boldsymbol{S}_B^{-1}\boldsymbol{S}_L\text{diag}[f_i(\lambda)+1/Z_{Ti}] \tag{12}$$

其中，$\boldsymbol{S}_B^{-1}\boldsymbol{S}_L$ 为对角矩阵，其前 q 个对角元为 1，其余对角元为 $1-\gamma_i(\lambda)$，$f_i(\lambda)=1/[Z_{Ti}^2\lambda-Z_{Ti}]$。

式(11)给出了 $\Delta\boldsymbol{B}$ 与 λ 的关系，即构网型变流器等效导纳对广义短路比的影响规律。当广义短路比 $\lambda=\lambda_0$ 时，式(11)的解为 $\Delta\boldsymbol{B}=\boldsymbol{0}$，即不加装或改造构网型变流器，此时式(11)退化为：

$$\det[\boldsymbol{S}_B^{-1}\boldsymbol{B}_4'+\boldsymbol{K}(\lambda_0)]=0 \tag{13}$$

进一步，令 $\Delta\boldsymbol{B}=\boldsymbol{S}_B[\boldsymbol{K}(\lambda_0)-\boldsymbol{K}(\lambda)]$，则：

$$\begin{aligned}&\det[\boldsymbol{S}_B^{-1}\boldsymbol{B}_4'+\boldsymbol{S}_B^{-1}\Delta\boldsymbol{B}+\boldsymbol{K}(\lambda)]\\&=\det[\boldsymbol{S}_B^{-1}\boldsymbol{B}_4'+\boldsymbol{K}(\lambda_0)]=0\end{aligned} \tag{14}$$

上式(14)说明，要将广义短路比从 λ_0 变为 λ，$\Delta\boldsymbol{B}$ 满足如下方程即可：

$$\Delta\boldsymbol{B}=\boldsymbol{S}_B[\boldsymbol{K}(\lambda_0)-\boldsymbol{K}(\lambda)] \tag{15}$$

注意到式(15)中的矩阵均为对角矩阵，因此将 $\Delta\boldsymbol{B}=\boldsymbol{S}_B\cdot\text{diag}[\gamma_i/Z_i]$ 代入式(15)，并分别求解每个对角元的方程，即可得到各场站容量配比 γ_i 与广义短路比 λ 的关系。对于 $1\le i\le q$（采用加装构网型变流器方案），$\gamma_i/Z_i=[f_i(\lambda_0)+1/Z_{Ti}]-[f_i(\lambda)+1/Z_{Ti}]$，整理得到为使广义短路比从 λ_0 提升至目标值 λ，采用加装构网型变流器方案所需的容量配比为：

$$\gamma_1=[f_i(\lambda_0)-f_i(\lambda)]Z_i \tag{16}$$

类似地，对于 $q+1\le i\le n$（采用改造构网型风机方案），$\gamma_i/Z_i=[f_i(\lambda_0)+1/Z_{Ti}]-(1-\gamma_i)[f_i(\lambda)+1/Z_{Ti}]$，整理得到为使广义短路比从 λ_0 提升至目标值 λ，采用改造构网型风机方案所需的容量配比为：

$$\gamma_2=\frac{f_i(\lambda_0)-f_i(\lambda)}{1/Z_i-1/Z_{Ti}-f_i(\lambda)} \tag{17}$$

2.4 容量配比估算流程

基于式(16)和(17)在系统中所有风电场内配置构网型变流器，可以将广义短路比从初始值 λ_0 提升至目标值 λ_1，其中每个风电场可以根据自身实际情况灵活选择改造为构网型风机、在 220kV 或 35kV 母线上加装构网型变流器方案，而无需要求所有风电场均采用相同方案或相同的容量配比。在式(16)和(17)的基础上，进一步给出容量配比的估算流程，具体步骤包括：

步骤 1：根据网络和设备容量参数计算广义短路比初始值 λ_0，根据系统需求确定目标值 λ_1；

步骤 2：确定风电场 i 的构网型变流器配置方案和变压器等值电抗 Z_{Ti}；

步骤 3：通过解析法或阻抗测量得到构网型变流器阻抗外特性，计算其等值内电抗 Z_{eq}；

步骤 4：根据式(16)和(17)计算容量配比。

3 典型场景下容量配比估算结果

3.1 边界条件

下文将在文中最开始提到的两个假设条件成立的前提下考虑典型值，即：1）受到静态电压稳定约束，电网广义短路比的初始值满足 $\lambda_0\ge1.0$；2）受到机组并网要求和制造水平约束，机组的临界短路比 CSCR≤1.5。因此，求解将广义短路比从 $\lambda_0=1.0$ 这种最恶劣条件提升到 $\lambda_1=1.5$ 所需改造或加装的容量配比，并将其作为典型值，以保证在配置构网型变流器后，系统能够保持小干扰稳定(gSCR>1.5≥CSCR)。进一步求解从 $\lambda_0=1.0$ 提升到 $\lambda_1=2.0$ 所需改造或加装的构网型设备容量配比典型值，保证系统还具有较大的稳定裕度。

3.2 改造构网型风电机组

以典型场站升压结构和参数为例，求取改造构网型风机配置方案的容量配比典型值。

构网型风机和跟网型风机均通过 690/35kV 一级升压变压器并联于 35kV 汇流母线，不失一般性地，变压器等效电抗可取典型值 8%，即 $Z_{Ti}=0.08$pu；构网型变流器采用典型参数(其中 k_F=1.0~0.8)，折算

成等效电抗约为 Z_{eq}=0.02~0.05pu。因此，构网型变流器加串联变压器支路的总等效电抗为 Z_i=0.10~0.13pu。此时，根据式(17)，可求解得到将广义短路比从 1.0 提升至 1.5 所需要的配比为 5.3%~6.6%，即改造 5.3%~6.6%的风电机组为构网型控制后能够将最恶劣条件下的广义短路比提升至 1.5 及以上。类似上述流程，根据式(17)可求解得到将广义短路比从 1.0 提升至 2.0 所需配比约为 10.5%~12.9%，从而确保了系统具有较高的稳定裕度。

3.3 加装构网型变流器

以典型场站升压结构和参数为例，求取加装构网型变流器配置方案的容量配比典型值。

在风电场 220kV 母线处加装构网型变流器，构网型和跟网型变流器均通过 690V/35kV/220kV 两级变压器并联于 220kV 母线。考虑两级变压器等效电抗取值 8%+12%=20%，即 Z_{Ti}=0.20pu，同样，考虑构网型变流器采用典型参数，等效电抗 Z_{eq}=0.02~0.05pu。因此，构网型变流器加串联变压器支路的总等效电抗约为 Z_i=0.22~0.25pu。此时，根据式(16)，可求解得到将广义短路比从 1.0 提升至 1.5 和 2.0 所需配比分别为 19.6%~22.3% 和 45.8%~52.1%。

如果在 35kV 母线处加装构网型变流器，则构网型和跟网型变流器均通过 690/35kV 升压变压器并联于 35kV 汇流母线。构网型变流器串联变压器支路的总等效电抗为 Z_i=0.10~0.13pu。类似上述计算流程，可求解得到将广义短路比从 1.0 提升至 1.5 和 2.0 所需配比分别为 6.2%~8.0%和 12.9%~16.8%。可以看出，由于构网型变流器和跟网型变流器之间的电气距离更小，相比于在 220kV 加装构网型变流器，在 35kV 母线加装构网型变流器所需的容量更少。

表 1 容量配比典型值

Table 1 The typical values of capacity ratios

广义短路比预期值	改造构网型风机	在 220kV 母线加装构网型变流器	在 35kV 母线加装构网型变流器
1.5	≤5.3%~6.6%	≤19.6%~22.3%	≤6.2%~8.0%
2.0	≤10.5%~12.9%	≤45.8%~52.1%	≤12.9%~16.8%

表 1 总结了不同构网型变流器配置方案和控制参数下所需的容量配比典型值。在具体应用时，不同风电场可以根据表 1 灵活选择所需容量配比，从而保证将系统的广义短路比提升到指定值(当广义短路比提升到 1.5，因为假设当前机组临界短路比≤1.5，故认为避免了小干扰稳定问题；当广义短路比提升到 2.0，系统还具有较大的小干扰稳定裕度)。

值得一提的是，本文方法还可计算配置构网型变流器后新能源场站的极限送出容量。假设初始时系统达到容量送出极限，即 gSCR=1.5，而在配置构网型变流器后，能够保证在 gSCR 不变的同时，将跟网型风机送出容量提升为原来的 M 倍，即提高了风机极限送出容量(M-1)×100%。基于式(11)，可推导出此时所需加装的构网型变流器占容量提升后机组总容量的比例为：

$$\gamma = \frac{M-1}{M}\frac{Z_i\lambda}{1-Z_{Ti}\lambda} \tag{18}$$

4 算例分析

为了验证所提容量配比计算方法及容量配比典型值的有效性，基于 MATLAB /SIMULINK 平台搭建了单馈入系统和图 4 所示的两区四机系统电磁暂态仿真模型。其中，风电场考虑是全功率型机组，且采用图 1 中的构网型或跟网型变流器混合结构接入电网，变流器控制、输电线路和风电场额定容量参数分别见附录表 A1-A3。

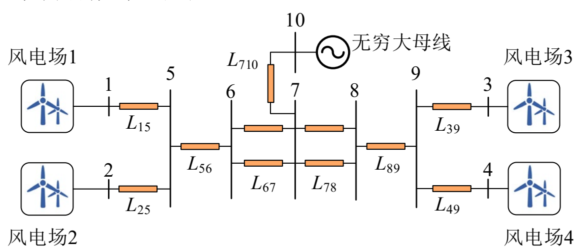
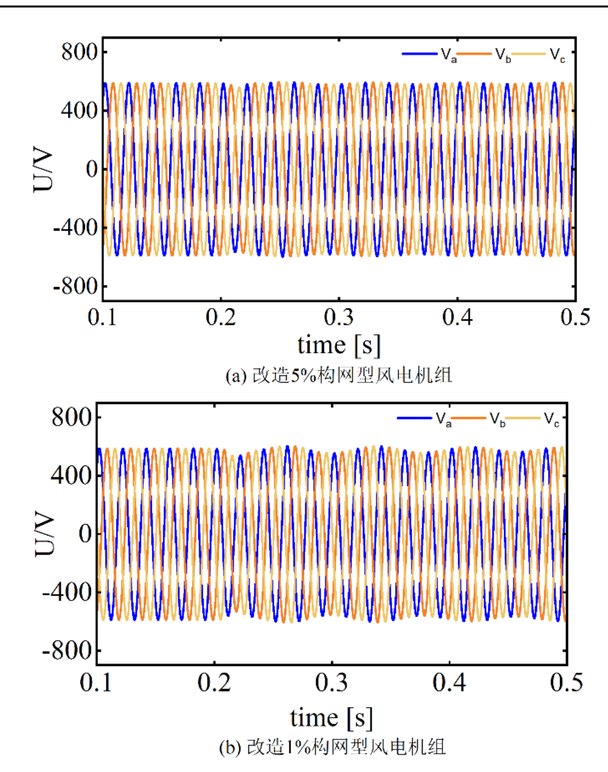


图 4 两区四机系统

Fig.4 A two-area test system

4.1 改造构网型风电机组

基于单馈入系统验证改造构网型风电机组方案的容量配比典型值的有效性。考虑系统初始短路比为 1.0，并分别将 1%和 5%的风电机组从跟网型控制改造为构网型控制。经计算，改造后的短路比分别提升至 1.1 和 1.5。进一步，在仿真时间 T=0.2s 时，在无穷大母线处(节点 10)施加了 5%端电压跌落并快速清除，跟网型变流器端电压三相波形如图 5 所示。可以看出，改造 5%构网型风机时的三相电压波形能够迅速恢复到工频额定运行点，系统稳定裕度较高；而仅改造 1%构网型风机时的三相电压幅值持续振荡，系统稳定裕度较低，验证了容量配比典型值的有效性。



(a) 改造5%构网型风电机组

(b) 改造1%构网型风电机组

图 5 受扰后跟网型变流器端电压三相波形

Fig.5 three-phase voltage waveforms of the disturbed GFL converter

4.2 加装构网型变流器

首先基于如图 4 所示的两区四机模型验证加装构网型变流器时容量配比典型值的有效性。考虑初始的广义短路比为 1.0，在风电场 1、2 的 220kV 母线加装构网型变流器，以及在风电场 3、4 的 35kV 母线加装构网型变流器。根据式(16)计算得到三组容量配比，如表 2 所示，可分别将广义短路比提升到 1.1、1.3 和 1.5。

表 2 提升广义短路比到 1.1、1.3 和 1.5 所需的容量配比

Table 1 Capacity ratios to raise gSCR to 1.1, 1.3 and 1.5

场站编号	A 组	B 组	C 组
1、2	3.5%	11.2%	19.6%
3、4	1.2%	3.6%	6.2%

在仿真时间 T=0.2s 时，在节点 10 上施加了 5%端电压跌落并且快速清除，图 6 (a)分别给出了三组容量配比下跟网型风机的有功功率振荡波形(以风电场 1 为例，其余风电场具有相似的功率响应)。可以看出，当广义短路比分别提升到 1.1、1.3 和 1.5 时，系统的阻尼比逐渐提升，并且当风电场 1、2 加装的构网型变流器容量配比为 19.6%、风电场 3、4 加装的构网型变流器容量配比为 6.2%，即广义短路比提升到 1.5 时，系统具有较为理想的响应性能，验证了加装构网型变流器方案的容量配比典型值的有效性。

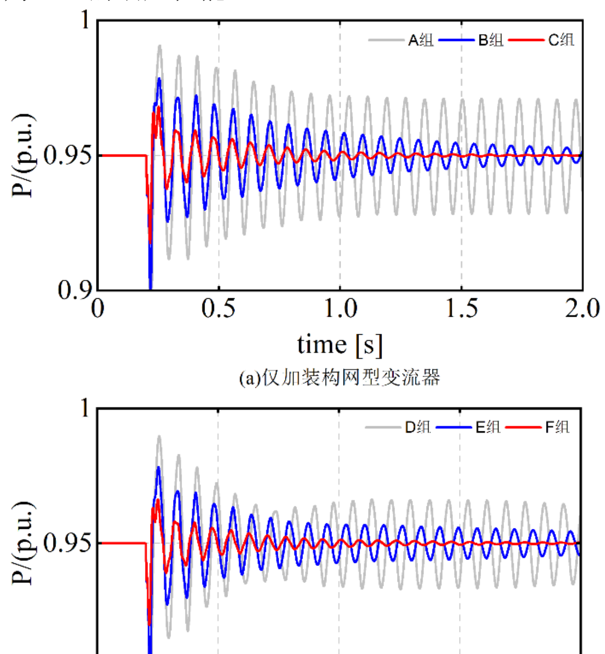
进一步，基于两区四机模型验证电网中同时存在加装构网型变流器和改造构网型风机时容量配比典型值的有效性。在风电场 1、2 的 220kV 母线加装构网型变流器，以及改造风电场 3、4 的部分风机，其余设置不变。根据式(16)和(17)计算得到三组容量配比，如表 3 所示，可分别将广义短路比提升到 1.1、1.3 和 1.5。

表 3 提升广义短路比到 1.1、1.3 和 1.5 所需的容量配比

Table 1 Capacity ratios to raise gSCR to 1.1, 1.3 and 1.5

场站编号	D 组	E 组	F 组
1、2	3.5%	11.2%	19.6%
3、4	1.1%	3.2%	5.3%

图 6 (b)分别给出了三组容量配比下跟网型风机的有功功率波形。可以看出，当广义短路比分别提升到 1.1、1.3 和 1.5 时，系统的阻尼比有所提升，并且当风电场 1、2 加装的构网型变流器容量配比为 19.6%、风电场 3、4 改造的构网型风机容量配比为 5.3%，即广义短路比提升到 1.5 时，系统具有较为理想的响应性能。



(a)仅加装构网型变流器

(b) 风电场1、2加装构网型变流器，风电场3、4改造构网型风机

图 6 风电场 1 的有功功率

Fig.6 Active power of wind farm 1

5 结论与展望

5.1 结论

解析了风电场中构网型和跟网型变流器的容量配比与系统稳定裕度的关系，给出了容量配比的典型值。研究表明，系统潮流解在额定运行工况附

近且满足静态电压稳定的前提下，要使系统满足现有的一些基本规范要求，有如下结论：如果采用额外加装出口电压为 690V 的构网型变流器方案，在 220kV 母线上加装的比例无需超过 20%~22%，在 35kV 母线上的比例无需超过 6%~8%；如果采用改造成构网型风电机组方案，改造的比例无需超过 5%~7%。

上述结论是在典型参数下得到的，如果现场变压器或者构网设备在给定频段内的等效内阻抗有出入，那么所需比例会被略微调整。例如，如果采用高压直挂式储能方案，加装构网型变流器的储能系统的比例会被进一步降低。此外，如果电网的广义短路比和机组临界短路比与文中设定的数值有出入，也会影响配置的比例，但改变这些边界条件后利用文中提供的方法仍可快速估算出结果。

5.2 展望

本文的研究是在假设构网型变流器技术基本成熟的前提下进行的工作，也是利用构网型变流器的优势解决小扰动问题。然而，构网型变流器的一个劣势是大扰动下自身的虚拟功角失稳问题[26]，而且电力电子设备的限流控制还会进一步降低稳定裕度，但暂态过程中的构网控制技术尚不成熟。实际上，现有一些方案需要扩大电力电子设备的过载能力，但也因此带来额外成本投入，而且多构网型变流器接入后系统的暂态稳定问题、无功环流问题都十分复杂，这都是未来需要重点攻克的问题，也关系到这种构网方案能否未来大规模推广应用。

此外，构网型变流器的直流侧需要有较好的功率缓冲能力，从而在交流电网存在扰动时变流器具有保持频率惯量的能力，这也是为什么在前文假设了惯量参数和阻尼系数满足一定的要求，也是构网型储能的应用在业界讨论很多的原因之一。然而，如果直流侧具备较好的缓冲能力且变流器具有较好的电流过载能力，众多研究表明，降低锁相环带宽也能带来频率惯量且可以提升系统小扰动稳定性。因此，现有基于虚拟同步机模拟惯量电压源的构网思路是否最佳，是否有更合适的控制策略，这些未来都值得进一步探讨。

还值得指出的是，本文讨论的配置结论是考虑所有新能源场站都采用刚性管理模式的结论。实际上，根据广义短路比的性质，不同母线上安装构网型设备对系统强度的贡献度是不一样的，从而会带来投资经济性差异。因此，利用市场机制实现社会效益更大的配置，其理论基础未来也值得深入探索。

参考文献

[1] 姜海洋，杜尔顺，朱桂萍，等. 面向高比例可再生能源电力系统的季节性储能综述与展望［J］.电力系统自动化，2020，44（19）：194-207.
JIANG Haiyang，DU Ershun，ZHU Guiping，et al. Review and prospect of seasonal energy storage towards power system with high proportion of renewable energy［J］. Automation of Electric Power Systems，2020，44（19）：194-207.

[2] 马宁宁，谢小荣，贺静波，等. 高比例新能源和电力电子设备电力系统的宽频振荡研究综述［J］. 中国电机工程学报，2020，40（15）：4719-4731.
MA Ningning，XIE Xiaorong，HE Jingbo，et al. Review of wideband oscillation in renewable and power electronics highly integrated power systems［J］. Proceedings of the CSEE，2020，40（15）：4719-4731.

[3] 康重庆，姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架［J］. 电力系统自动化，2017，41（9）：2-11.
KANG Chongqing，YAO Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework for power systems with high proportion of renewable energy［J］. Automation of Electric Power Systems，2017，41（9）：2-11.

[4] X. Wang, M. G. Taul, H. Wu, Y. Liao, F. Blaabjerg, and L. Harnefors, “Grid-synchronization stability of converter-based resources—an overview,” IEEE Open J. Ind. Appl., vol. 1, pp. 115–134, 2020.

[5] L. Fan and Z. Miao, “Wind in weak grids: 4 hz or 30 hz oscillations?” IEEE Trans. Power Systems, vol. 33, no. 5, pp. 5803–5804, 2018.

[6] L. Huang et al., "Grid-Synchronization Stability Analysis and Loop Shaping for PLL-Based Power Converters With Different Reactive Power Control," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 11, no. 1, pp. 501-516, Jan. 2020.

[7] 邹小明，杜雄，王国宁，等. 三相并网逆变器频率耦合机理分析及稳定性判定［J］. 电力系统自动化，2018，42（18）：57-63.
ZOU Xiaoming，DU Xiong，WANG Guoning，et al. Frequency coupling mechanism analysis and stability judgement for three phase grid-connected inverter［J］. Automation of Electric Power Systems，2018，42（18）：57-63.

[8] 沈广进,辛焕海,刘昕宇等.大型新能源基地中调相机同步失稳机理与影响因素分析[J].电力系统自动化,2022,46(20):100-108.

SHEN Guangjin，XIN Huanhai，LIU Xinyu. Analysis on Synchronization Instability Mechanism and Influence Factors for Condenser in Large-scale Renewable Energy Base［J］. Automation of Electric Power Systems,2022, 46(20):100-108.

[9] 袁辉，辛焕海，王康，等. 弱电网下远端严重电压跌落时逆变器并网失稳机理分析[J]. 电力系统自动化，2018，42（22）：38-43.

YUAN Hui， XIN Huanhai， WANG Kang， et al. Instability mechanism analysis of inverters connected to weak grid during severe voltage sag on remote grid side[J]. Automation of Electric Power Systems，2018，42（22）：38-43.

[10] 辛焕海,甘德强,鞠平.多馈入电力系统广义短路比：多样化新能源场景[J].中国电机工程学报,2020,40(17):5516-5527.

XIN Huanhai, GAN Deqiang, JU Ping, et al. "Generalized Short Circuit Ratio of Power Systems with Multiple Power Electronic Devices: Analysis for Various Renewable Power Generations." Proceedings of the CSEE, ,2020, 40(17):5516-5527.

[11] B. Johnson, S. Dhople, A. Hamadeh, and P. Krein, “Synchronization of parallel single-phase inverters with virtual oscillator control,” IEEE Trans. Power Electronics, vol. 29, no. 11, pp. 6124–6138, 2013.

[12] S. D’Arco, J. A. Suul, and O. B. Fosso, “A virtual synchronous machine implementation for distributed control of power converters in smart grids,” Elect. Power Syst. Res., vol. 122, pp. 180–197, 2015.

[13] Q.-C. Zhong and G. Weiss, “Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators,” IEEE Trans. industrial electronics, vol. 58, no. 4, pp. 1259–1267, 2010.

[14] L. Huang et al., "A Virtual Synchronous Control for Voltage-Source Converters Utilizing Dynamics of DC-Link Capacitor to Realize Self-Synchronization," in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 5, no. 4, pp. 1565-1577, Dec. 2017.

[15] C. Yang, L. Huang, H. Xin et al., "Placing grid-forming converters to enhance small signal stability of PLL-integrated power systems," IEEE Trans. on Power Syst., vol. 36, no. 4, pp. 3563-3573, 2021.

[16] 吴琛,刘晨曦,黄伟等.提升新能源电力系统稳定性的构网型变流器选址定容方法[J].电力系统自动化,2023,47(12):130-136.

WU Chen, LIU Chenxi, HUANG Wei, et al. "Siting Selection and Capacity Determination Method of Grid-forming Converters for Improving Stability of Renewable Energy Power System." Automation of Electric Power Systems, 2023,47(12):130-136.

[17] “Deliverable 3.4 new options in system operations.” https://www.h2020-migrate.eu/_Resources/Persistent/5d0f8339650bcf53cd24a3006556daa1da66cb42/D3.4%20-%20New%20Options%20in%20System%20Operations.pdf

[18] 康勇，林新春，郑云等. 新能源并网变换器单机无穷大系统的静态稳定极限及静态稳定工作区[J].中国电机工程学报, 2020,40(14):4506-4515+4730.

KANG Yong，LIN Xinchun，ZHENG Yun，et al．The Static Stable-limit and Static Stable-working Zone for Single-machine Infinite-bus System of Renewable-energy Grid-connected Converter [J]．Proceedings of the CSEE，2020,40(14):4506-4515+4730 (in Chinese)．

[19] D. Wu, G. Li, M. Javadi, A. M. Malyscheff, M. Hong and J. N. Jiang, "Assessing Impact of Renewable Energy Integration on System Strength Using Site-Dependent Short Circuit Ratio," IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 9, no. 3, pp. 1072-1080, July 2018.

[20] 孙华东,徐式蕴,许涛等.新能源多场站短路比定义及指标[J].中国电机工程学报,2021,41(02):497-505.

SUN Huadong，XU Shiyun，XU Tao，et al．Definition and index of short circuit ratio for multiple renewable energy stations [J]．Proceedings of the CSEE，2021，41(2)：497-505．

[21] 周瑀涵,辛焕海,鞠平.基于广义短路比的多馈入系统强度量化原理与方法：回顾、探讨与展望[J].中国电机工程学报,2023,43(10):3794-3811.

ZHOU Yuhan, XIN Huanhai, JU Ping, et al. " System Strength Quantification Principle and Method of Multi-infeed Systems Based on Generalized Short-circuit Ratio: Reviews, Discussions and Outlooks." Proceedings of the CSEE, 2023,43(10):3794- 3811.

[22] J. He, K. Wu, L. Huang, H. Xin, C. Lu, and H. Wang, “A coordinated control scheme to realize frequency support of pmsg-based wind turbines in weak grids,” in IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2018.

[23] Dong Wei, Xin Huanhai, Wu Di, Huang Linbin. Small signal stability analysis of multi-infeed power electronic systems based on grid strength assessment[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 2019, 34(2): 1393-1403.

[24] 辛焕海,李子恒,董炜,等.三相变流器并网系统的广义阻抗及稳定判据[J].中国电机工程学报,2017,37(5):1277-1292.

XIN Huanhai, LI Ziheng, DONG Wei, et al. Generalized-impedance and Stability Criterion for Grid-connected

Converters[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(5): 1277-1292.

[25] 辛焕海,董炜,袁小明等.电力电子多馈入电力系统的广义短路比[J].中国电机工程学报,2016,36(22):6013-6027. XIN Huanhai, DONG Wei, YUAN Xiaoming, et al. Generalized Short Circuit Ratio for Multi Power Electronic Based Devices Infeed to Power Systems [J]. Proceedings of the CSEE,2016,36(22):6013-6027.

[26] 黄林彬,辛焕海,鞠平等.电力电子并网装备的同步稳定分析与统一同步控制结构[J].电力自动化设备,2020,40(09):10-25. HUANG Linbin, XIN Huanhai, JU Ping, et al. Synchronization stability analysis and unified synchronization control structure of grid-connected power electronic devices. [J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(09):10-25.



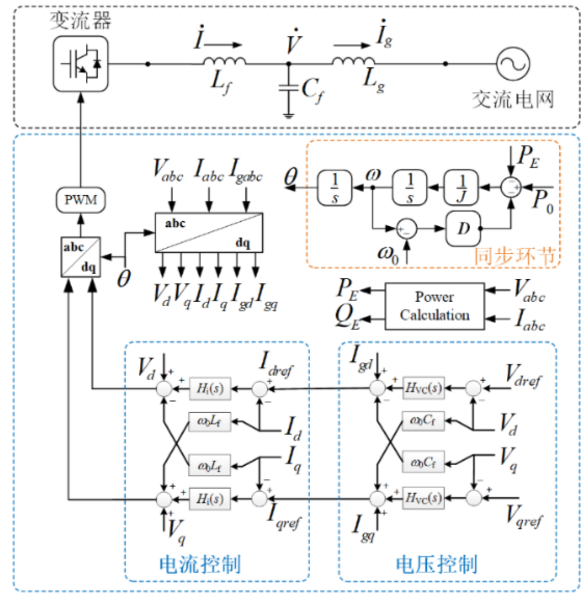


图 A1 虚拟同步机控制框图

Fig.A1 The Block diagram of VSM

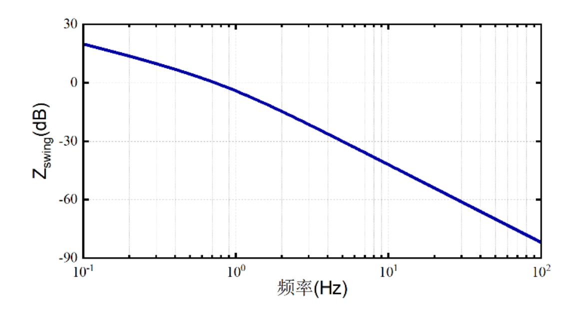


图 A2 $Z_{swing}(s)$幅频特性

Fig.A2 Magnitude-frequency characteristic of $Z_{swing}(s)$

表 A1 变流器控制参数

Table A1 Converter control parameters

符号	内容	数值
S_{global}, U_{base}	交流系统额定容量、电压	1500kVA, 690V
L_F, C_F	滤波电感、滤波电容	0.05 pu, 0.05pu
$K_{pi}+K_{ii}/s$	构网型变流器电流内环传递函数	0.3+10/s
$K_{pv}+K_{iv}/s$	构网型变流器电压外环传递函数	2+20/s
J、D	构网型变流器惯量系数、阻尼系数	5 pu, 50 pu
T_s	构网型变流器电压前馈系数	0.02
$K_{pi1}+K_{ii1}/s$	跟网型变流器电流内环传递函数	0.8+10/s
$K_{pp}+K_{ip}/s$	跟网型变流器功率外环传递函数	0.5+40/s
$K_{ppll}+K_{ipll}/s$	跟网型变流器锁相环传递函数	24+6950/s
T_h	跟网型变流器电压前馈系数	0.002

表 A2 输电线路参数

Table A2 Transmission line parameters

线路参数	数值	线路参数	数值
L_{15}	0.45	L_{25}	0.15
L_{39}	0.30	L_{49}	0.61
L_{56}	0.15	L_{67}	0.11
L_{78}	0.06	L_{89}	0.08
L_{710}	0.05		

表 A3 风电场额定容量

Table A3 Rated capacity of wind farms

额定容量	数值	额定容量	数值
P_1	0.5	P_2	1.0
P_3	1.5	P_4	0.5

附录 B 闭环特征方程模态解耦推导

分别左乘矩阵$\begin{bmatrix} \boldsymbol{S}_L^{-1} & -\boldsymbol{S}_L^{-1}\boldsymbol{B}_2(\boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B})^{-1} \\ 0 & \boldsymbol{I}_n \end{bmatrix}\otimes \boldsymbol{I}_2$，右乘矩阵$\begin{bmatrix} \boldsymbol{I}_n & \boldsymbol{0} \\ -(\boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B})^{-1}\boldsymbol{B}_2 & \boldsymbol{I}_n \end{bmatrix}\otimes \boldsymbol{I}_2$，式(6)可以等价变换为：

$$\det\left[\begin{bmatrix} \boldsymbol{I}_n\otimes \boldsymbol{Y}_{PLL}(s) & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}+\begin{bmatrix} S_L^{-1}\boldsymbol{B}_{red} & 0 \\ 0 & \boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B} \end{bmatrix}\otimes\begin{bmatrix} \alpha(s) & \beta(s) \\ -\beta(s) & \alpha(s) \end{bmatrix}\right]=0 \tag{B1}$$

其中，$\boldsymbol{B}_{red}=[\boldsymbol{B}_1-\boldsymbol{B}_2(\boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B})^{-1}\boldsymbol{B}_2]$。

对于矩阵 $\boldsymbol{S}_L^{-1}\boldsymbol{B}_{red}$，存在矩阵 $\boldsymbol{T}$ 使得 $\boldsymbol{T}^{-1}\boldsymbol{S}_L^{-1}\boldsymbol{B}_{red}\boldsymbol{T}$=diag[$\lambda_i$]，其中 λ_i 为矩阵 $\boldsymbol{S}_L^{-1}\boldsymbol{B}_{red}$ 的特征值。根据矩阵 Schur 补性质可得，λ_i 也是矩阵 $[\boldsymbol{S}_L^{-1}\boldsymbol{B}_1,\boldsymbol{S}_L^{-1}\boldsymbol{B}_2;\boldsymbol{B}_2,\boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B}]$ 关于矩阵$[\boldsymbol{I}_n,0;0,0]$的广义特征值。

对式(B1)左乘$[\boldsymbol{T}^{-1},0;0,\boldsymbol{I}_n]\otimes \boldsymbol{I}_2$，右乘$[\boldsymbol{T},0;0,\boldsymbol{I}_n]\otimes \boldsymbol{I}_2$可得：

$$\det\left(\begin{bmatrix} \boldsymbol{I}_n\otimes \boldsymbol{Y}_{PLL}(s) & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}+\begin{bmatrix} \mathrm{diag}[\lambda_i] & 0 \\ 0 & \boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B} \end{bmatrix}\otimes\begin{bmatrix} \alpha(s) & \beta(s) \\ -\beta(s) & \alpha(s) \end{bmatrix}\right)=0 \tag{B2}$$

化简得：

$$\prod_{i=1}^{n}\det\left(\boldsymbol{Y}_{PLL}(s)+\lambda_i\begin{bmatrix} \alpha(s) & \beta(s) \\ -\beta(s) & \alpha(s) \end{bmatrix}\right)=0 \tag{B3}$$